

Fit durch Flexibilisierung

Viele Betreiber zögern oder setzen nur kleine Lösungen um

 **Höhere Erlöse aus dem Stromverkauf sind nur über eine flexible Einspeisung realisierbar. Während die Technik bereits funktioniert, werden die Investitionen vielfach gescheut.**

Zusätzlich zwei 550-Kilowatt-BhkW, zwei 50-Kubikmeter-Wärmespeicher, ein Gasspeicher, ein Hochtemperatur-ORC-Modul sowie ein Effizienzsteigerungs-Paket. Rund 1,3 Millionen Euro investierte die Bioenergie Jühnde e.G. kürzlich in die Flexibilisierung ihrer Biogasanlage. Zusätzliche Einnahmen in Höhe von rund 150.000 Euro pro Jahr erwarten die Bioenergiedorf-Pioniere durch den flexiblen Betrieb, davon gut 120.000 Euro durch die Flexibilitätsprämie, der Rest durch höhere Erlöse an der Strombörse. Die wenigen Zahlen zeigen schon das wirtschaftliche

Spannungsfeld, zumal die Laufzeit der „Flexprämie“ nur maximal zehn Jahre beträgt. So mutig wie die Jühnder sind die meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen-Betreiber noch nicht: Zwar beantragten inzwischen rund 2.900 Anlagen mit 1.700 Megawatt elektrischer Gesamtleistung die Flexprämie bei der Bundesnetzagentur, die Umsetzung von Flexibilisierungsmaßnahmen gestaltet sich aber zögerlich. Vor allem werden nur wenige Biogasanlagen bisher tatsächlich so flexibel betrieben, daß sie auf den Strombedarf im Netz reagieren. Demgegenüber sind rund 80 Prozent – oder 3.200 Megawatt – der gesamten Biogasleistung

in der Direktvermarktung und beanspruchen die Marktprämie nach dem EEG 2012 oder 2014. Die Anlagen laufen hier aber in der Regel „auf Strich“. Wenn überhaupt, bieten sie – meist negative – Regelenergieleistung an, die vom Übertragungsnetzbetreiber abgerufen und vergütet wird. Seit Anfang 2014 fallen jedoch die Preise an den Märkten für Regelenergie. Mit rund zwei Gigawatt ist ihr Bedarf ohnehin sehr begrenzt, während am Spotmarkt der Strombörse stündlich rund 80 Gigawatt Leistung gehandelt werden. Ein weiterer Drang zur Flexibilisierung entsteht durch das Auslaufen der EEG-Vergütung, was für viele in den 2020er Jahren der Fall

sein wird. Mit den derzeit diskutierten Ausschreibungsmodellen für Bestandsanlagen wären flexible Anlagen dann im Vorteil: Sie erzielen höhere Erlöse an der Strombörse und können daher in der Ausschreibung ein niedrigeres Gebot abgeben.

Thomas Krause von der Cube Engineering GmbH hebt zudem die Vorzüge der saisonalen Flexibilisierung hervor: „Das ist sowohl für den Strommarkt sinnvoll, weil im Sommer Photovoltaik-Anlagen mehr Strom erzeugen, als auch für die Wärmeversorgung, weil weniger Wärme verlorengeht.“ Cube Engineering führte schon für mehr als hundert Biogasanlagen eine „Flex Analyse“ durch. Darin werden verschiedene große BHKW, Gas- und Wärmespeicher auf Grundlage von realen Daten aus dem zu-



„Ein marktoptimierter Fahrplanbetrieb und individuell auf die Anlage abgestimmte Stromvermarktungsstrategien werden immer bedeutsamer.“

**Dirk Filzek,
Cube Engineering GmbH**

rückliegenden Jahr simuliert und damit Kosten- wie auch Erlösveränderungen errechnet.

Als Ergebnis erhält der Anlagenbetreiber ein Gutachten darüber, welche Anlagenkonfiguration sinnvoll ist, damit er Marktpreise und Flexprämie optimal nutzen kann.

Oft nur halbe Überbauung

Krause zufolge hätten sich viele Anlagenbetreiber entschieden, die BHKW-Leistung ihrer Bestandsanlage nur um die Hälfte zu erhöhen – bei-

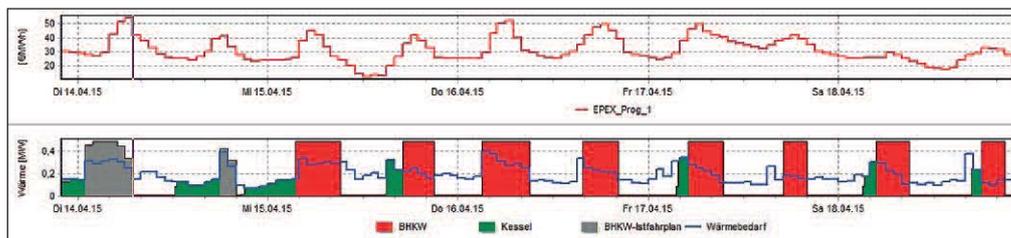
spielsweise 250 Kilowatt zu bestehenden 500 Kilowatt –, wengleich im Einzelfall andere Anlagenkonfigurationen wirtschaftlicher sein können. Vielfach hätte das 250-Kilowatt-BHKW dann durch, während das 500-Kilowatt-Aggregat blockweise in der täglichen Hochtarifphase für Sekundärregelleistung von acht bis 20 Uhr betrieben werde. Die insgesamt erzeugte Strommenge bleibt in etwa gleich, auch die benötigte Substratmenge ändert sich nicht wesentlich.

„Läuft ein Biogas-BHKW 24 Stunden am Tag durch, so erwirtschaftet es an der Strombörse den Durchschnittspreis, der im Jahr 2014 bei rund 33 Euro je Megawattstunde lag. Hätte man täglich Strom zu den zwölf teuersten Handelsstunden eingespeist, hätte dies einen Durchschnittserlös

von rund 40 Euro je Megawattstunde bedeutet“, veranschaulicht Dirk Filzek von Cube Engineering den Marktwert der Flexibilisierung: „Ein marktoptimierter Fahrplanbetrieb und individuell auf die Anlage abgestimmte Stromvermarktungsstrategien werden daher immer bedeutsamer.“ Dies gelte insbesondere für Anlagen mit effizienter Wärmenutzung.

Fortschritte

Deutlich höhere Zusatzerlöse wären mit einem hoch flexiblen Betrieb an weit weniger als zwölf Stunden pro Tag möglich. Zwar wird die Flexprämie bis zur fünffachen Überbauung der Bemessungsleistung gewährt, aber hierzu seien erst wenige Betreiber bereit, schildert Krause: wegen der enormen Investitionen, aber auch Restriktionen wie



Beispiel für einen Fahrplan, nach dem ein BHKW vor allem in den Zeiten höherer Strompreise läuft. Grafik: Cube Engineering



BioPower2Gas

Im Rahmen des Projektes „BioPower2Gas“ wird das Repowering der Biogasanlage in Jühnde wissenschaftlich begleitet. Gefördert vom Bundeswirtschaftsministerium erproben und evaluieren fünf Partner drei verschiedene, regelbare Biogastechniken: neben der Jühnder Biogasanlage ein Biomethan-Bhkw in Philippsthal und eine Power-to-Gas-Anlage, die die Viessmann-Werke in Altdorf betreiben.

>> www.biopower2gas.de

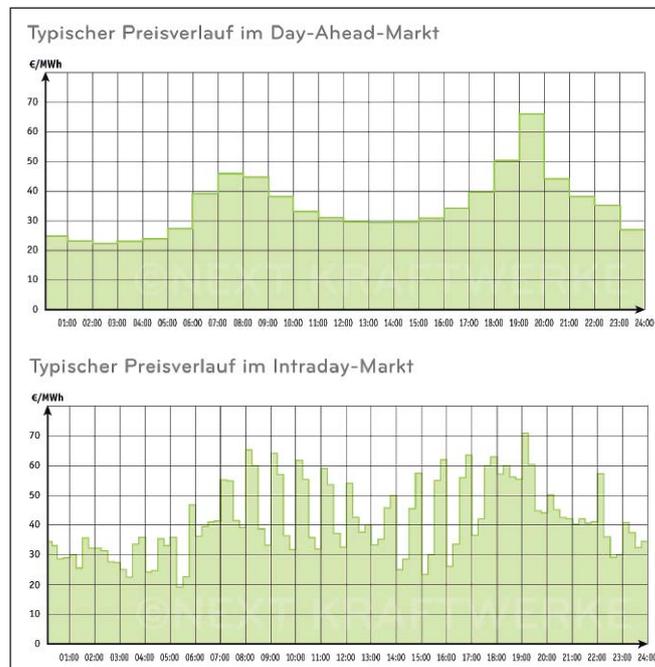
dem Netzanschluß oder dem Genehmigungsverfahren sowie der daraus resultierenden Unsicherheit beispielsweise bezüglich der Wirksamkeit der Störfallverordnung bei einer Gasspeicher-Erweiterung.

Die Dienstleistung für einen täglich marktoptimierten Fahrplan bietet Cube Engineering mit „FlexTop“ an. Das vom Stromhändler unabhängige System reagiert auf die Signale des Strommarktes und damit sowohl auf die wetterabhängige Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen, als auch auf die Stromnachfrage, erklärt Filzek. Es enthält aber auch die individuellen Anlagenparameter und berücksichtigte tägliche Prognosen des Wärmebedarfs. „Jeden Morgen gegen acht Uhr wird ein Fahrplan für die 24 Handelsstunden

den des Folgetages erstellt und dem Stromhändler übermittelt“, erklärt Filzek den Ablauf: „Gegen Mittag meldet sich der Stromhändler zurück, inwieweit die Strommengen fahrplangerecht vermarktet wurden. Daraufhin wird der Fahrplan an die Anlagensteuerung übermittelt. Die Hoheit über den Bhkw-Betrieb verbleibt beim Anlagenbetreiber. Ist der Fahrplan jedoch einmal vermarktet, sollte er nachträglich nur im absoluten Ausnahmefall noch verändert werden.“ Solch individuelle Flexibilisierung zu überprüfen, lohnt sich laut Krause für Biogasanlagen ab 250 Kilowatt elektrischer Leistung. Vor allem, wenn ohnehin Ersatzinvestitionen anstehen, sei sie in der Regel wirtschaftlich darstellbar.

Optimierungsmodelle von Stromvermarktern

Mittlerweile setzen auch Stromhändler auf individuelle Fahrpläne. Die Clean Energy Sourcing AG (Clens) etwa verwendet ein Optimierungsmodell, das für jede Anlage Preisprognosen, Restriktionen und mehr berücksichtigt sowie für den Folgetag die erlösoptimalen Betriebszeiten errechnet. Etwa 250 Megawatt Stromleistung aus Biogas- und Biomethan-Bhkw habe sein Unternehmen in der Direktvermarktung, schildert Clens-Mitarbeiter Thorsten Biela. Etwa 100 Megawatt davon seien für die Flexibilisierung geeignet, und

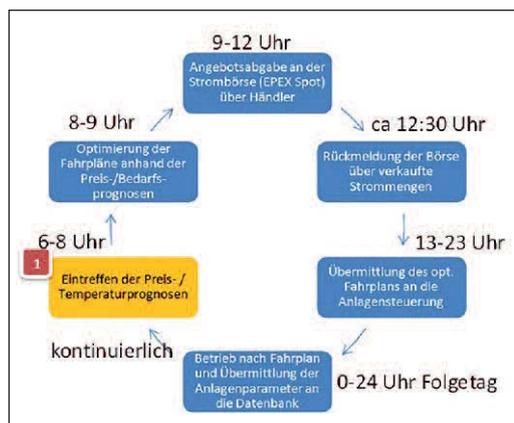


Grafiken: Next Kraftwerke

hiervon wiederum werde rund ein Viertel schon individuell flexibel betrieben. Um am Spotmarkt Erlöse zu generieren, seien die „Spreads“ entscheidend; die jeweilige Differenz zwischen Mittel- und Maximalwerten am Day-Ahead-Markt. „Wir fahren in der Regel die Morgen- und Abendspitze ab“, läßt Biela einblicken. Diese Spitzen im Day-Ahead-Markt seien aber im Vergleich zum Jahr 2011 beträchtlich zurückgegangen. Immer interessanter werde deshalb der Intraday-Markt EPEX15, auf dem seit Dezember 2014 auch Viertelstunden-Blöcke, teilweise zu Höchstpreisen, gehandelt werden. Hier sei aber die Einsatzplanung genauso schwierig wie ein „exaktes Treffen des Fahrplans“. Bei Fahrplan-Abweichungen werden für den Stromhändler Ausgleichsenergiekosten fällig. Die Energy2market GmbH (E2m), ebenfalls aus Leipzig, bietet ihren Direktvermarktungskunden jetzt das erweiternde Vertragsmodul „Handels Flex“ an. Vertriebsleiterin Annette Keil schildert, daß Handels Flex eine Kombination der verschiedenen Märkte sei und sich dadurch auszeichne, daß für jede Anlage der optimale Vermarktungs-

weg gefunden werde. Dabei seien nicht zwangsläufig Investitionen oder bauliche Veränderungen erforderlich. Voraussetzung sei aber, daß E2m über die vorhandene Fernsteuer-Schnittstelle und zusätzlich zu den Regelenergieaufrufen des Netzbetreibers in die Fahrweise eingreifen könne. „Ein positiver Effekt kann zum Beispiel erzielt werden, wenn die Anlage bei negativen Handelspreisen heruntergeregelt wird“, sagt Keil, die ebenfalls im Intraday-Markt einen lukrativen Zukunftsmarkt sieht: „Dort wird zukünftig das Geld verdient getreu dem Motto: je kurzfristiger, desto besser.“ Mehrere Direktvermarkter erklären unisono, daß sich mittelfristig die Erlössituation an der Strombörse bessern werde: Wenn Großkraftwerke vom Netz genommen und dadurch Überkapazitäten abgebaut würden, bestimme mehr die – zum Teil volatile – Erzeugung statt der Nachfrage die Börsenpreise, und die Spreads könnten entsprechend größer werden.

Christian Dany



Täglicher Ablauf einer Einsatzoptimierung. Grafik: Cube Engineering

- >> www.cube-engineering.com
- >> www.clens.eu
- >> www.energy2market.de